

北海道における調整力に関わるシミュレーション結果について

2023年3月14日
北海道電力ネットワーク株式会社

本日のご報告内容

- 第40回系統WGでは、風力発電の追加導入量に応じた、将来の調整力必要量をシミュレーションBにて算出し、風力発電を100万kW追加的に系統連系するごとに、必要となる調整力をご報告しました（左下図参照）。
- その際、平滑化効果等を反映することにより、更なるシミュレーションの精緻化を図ることが提案されました（右下図参照）。
- 本日は、このシミュレーションの結果をご報告いたします。

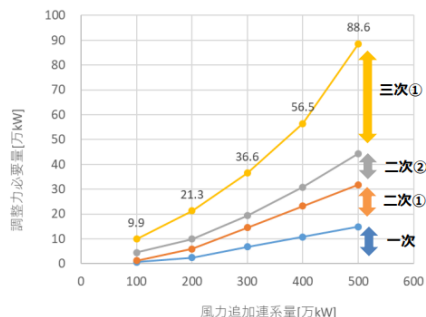
【第40回系統WG・シミュレーションB】

シミュレーションBの試算結果①

- 第36回系統WGでは風力の変動と予測誤差から調整力必要量を算定していましたが、今回は風力だけではなく、需要と太陽光を考慮した残余需要*から算定する方法を採用しています。 ※残余需要＝エリア需要－太陽光発電－風力発電
- 残余需要の1時間前（GC時点）予測と実出力との差分を、一次～三次①調整力として一般送配電事業者が調達するものと仮定し、調整力必要量を算定しています。
- 上記方法による試算結果は下表のとおりです。

		風力追加連系量[万kW]				
		100	200	300	400	500
追加調整力 必要量 (3σ値) [万kW]	一次	0.6	2.5	6.8	10.8	14.9
	二次①	0.6	3.5	7.8	12.4	16.9
	二次②	3.4	4.0	4.8	7.6	12.6
	三次①	5.3	11.3	17.2	25.7	44.2
合計		9.9	21.3	36.6	56.5	88.6

注：風力の追加連系分については平滑化効果を考慮せず



【更なるシミュレーションの精緻化】

反映項目	概要
①平滑化効果	変動電源の導入が拡大すると、出力変動に平滑化効果が働き、設備容量に対する変動割合は小さくなる。
②変動抑制効果	需給バランス要因で出力制御が発生した場合、変動電源に対する調整力必要量が減少する。
③解列枠	火力3台以下で解列することを条件に連系
④風力実証	東京エリアの調整力を活用し連系

シミュレーションBの検討条件

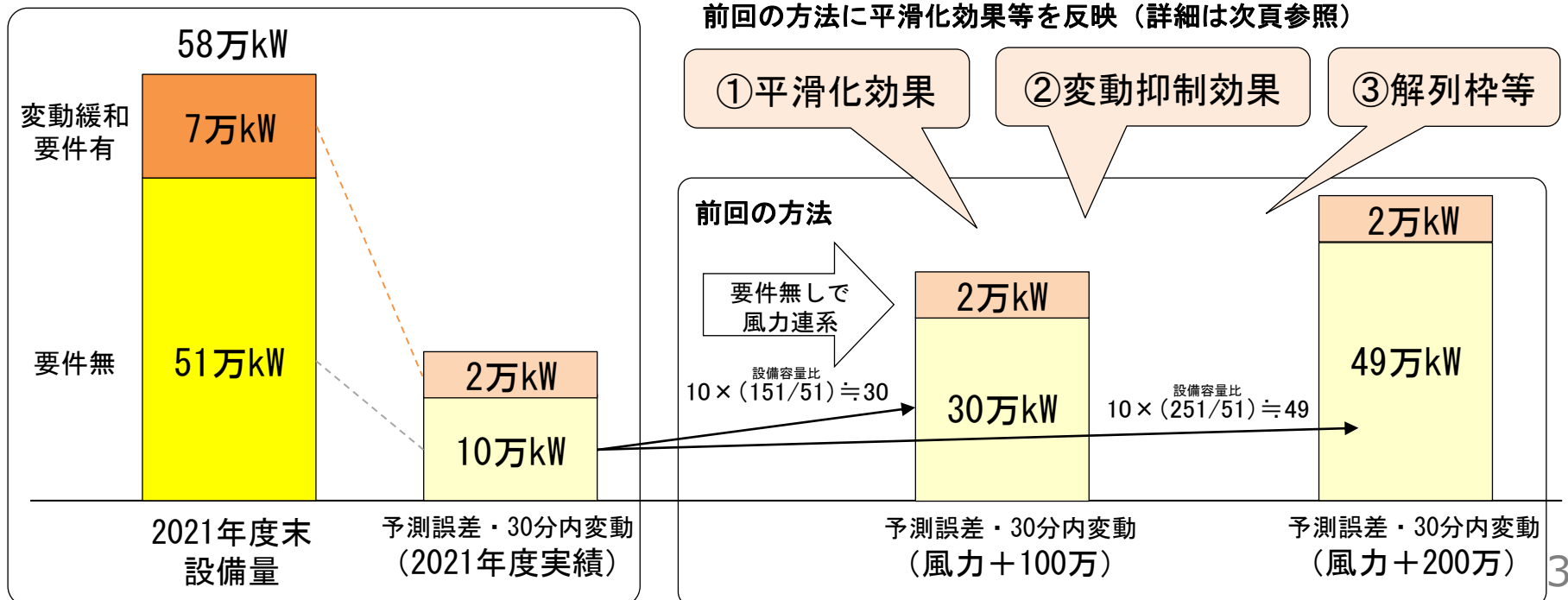
● 検討条件の詳細は以下のとおりです。

- ✓ 2021年度におけるエリア需要、太陽光発電、風力発電の実績を基に、風力発電が変動緩和要件無しで連系拡大した場合に追加的に必要となる調整力を試算。
- ✓ 調整力必要量の評価は、需給調整市場の商品毎（一次、二次①、二次②、三次①）とし、風力発電連系量をパラメータとする（2021年度末設備量比+100万kW、+200万kW、…、+500万kW）。
- ✓ 風力発電の予測誤差と30分内変動は、変動緩和要件有（蓄電池併設）を除いた2021年度実績より推計した後、変動緩和要件有の実績を加算し算定。

（ここまで第40回系統WGと同様）

- ✓ 今回はこれに平滑化効果等を反映し、更なるシミュレーションの精緻化を図る。

※下図は算定方法の概略示したものであり、予測誤差の数値は仮値



①平滑化効果の反映 (1/3)

- 現在、北海道エリアには約58万kW（2022年12月末時点）の風力発電が連系されており、その多くが日本海側に広く分散し立地しています（左下図）。
- NEDO様の委託調査事業の一環として、上記の地理的条件を踏まえた風力発電の平滑化効果に関する調査が実施され、本年2月にその検証結果が公表されました。
- 今回のシミュレーションでは、検証結果報告の提案に従い、年間で変動が最大となる11月の近似式を代表曲線として採用しています（右下図）。

2023年2月20日
自然変動電源（風力発電）の平滑化効果の検証（一部加工）
https://www.nedo.go.jp/activities/ZZJP_100150.html

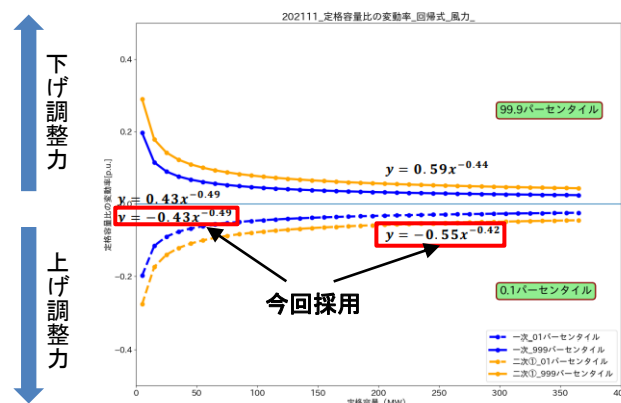
風力発電サイトの地理的關係

- 分析対象の風力発電サイト全28件（1MWより大きくかつ蓄電池併設なし）の地理的分布は以下のとおり。
- 市町村別集計しているため、各サイトが具体的な地理情報（住所）となっているわけではない点に留意。



各月の算出結果から代表曲線を抽出する場合について

- 必要調整力の算定を年間単位で行う際など、各月の算出結果から代表曲線を抽出する場合、年間で最も変動が最大となる11月の結果を年間の代表曲線として用いることが一案として考えられる。



①平滑化効果の反映 (2/3)

- 前頁の近似式（一次： $y = -0.43x^{-0.49}$ ，二次①： $y = -0.55x^{-0.42}$ ）を適用した場合の平滑化効果は下表のとおりです。
- 今回、平滑化効果を反映することにより、風力発電の変動（一次・二次①）は、設備容量比倍に対して30%～60%に減少しています。
- ただし、本効果はこれまでと同程度の規模の風力が北海道エリアに偏在することなく連系した場合を条件としており、洋上風力のように大規模風力が一箇所に連系する場合は、下表の平滑化効果は期待できません。
- なお、NEDO様の検証結果のまとめ資料では、二次②・三次①の予測誤差は平滑化効果の対象外となっています。

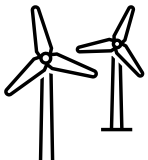
	① a	② b	③ x (MW) 風力連系量	④ y (%) =a*x^b	⑤ y (MW) =④*x	580MWの変動 に対する比率	580MWに対する 設備容量比	
一次	-0.43	-0.49	580	-1.9%	-11.0	—	—	
			1,580	-1.2%	-18.4	(18.4/11.0) 1.7	← 63%	2.7 = 1,580/580
			2,580	-0.9%	-23.6	2.1	・	4.4
			3,580	-0.8%	-27.9	2.5	・	6.2
			4,580	-0.7%	-31.7	2.9	・	7.9
			5,580	-0.6%	-35.0	(35.0/11.0) 3.2	← 33%	9.6 = 5,580/580
二次①	-0.55	-0.42	580	-3.8%	-22.0	—	—	
			1,580	-2.5%	-39.4	(39.4/22.0) 1.8	← 67%	2.7
			2,580	-2.0%	-52.4	2.4	・	4.4
			3,580	-1.8%	-63.3	2.9	・	6.2
			4,580	-1.6%	-73.1	3.3	・	7.9
			5,580	-1.5%	-81.9	(81.9/22.0) 3.7	← 39%	9.6

①平滑化効果の反映（3/3）

● 平滑化効果の反映方法は以下のとおりです。

- ① 2021年度の風力変動実績を基に、風力に対する調整力必要量（1分値）を算定。
- ② ①に風力連系量に応じた係数（P5赤枠の比率：+100万kWは一次1.7、二次①1.8、+200万kWは一次2.1、二次②2.4、…）を乗じることにより、風力を導入拡大した場合の調整力必要量（1分値）を推計。
- ③ 2021年度の太陽光と需要変動による調整力必要量（1分値）を算定。
- ④ ②と③の合算値を統計処理し、風力の平滑化効果および太陽光と需要変動を反映した各月各ブロックの調整力必要量を算定。

①風力の調整力必要量



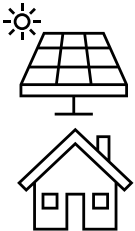
2021年度実績
(風力導入量58万kW)

	風力 MW	調整力必要量	
		一次	二次①
0:00:00	347	-6	2
0:01:00	346	-5	3
0:02:00	344	-3	3
0:03:00	340	1	2
0:04:00	332	10	2
⋮	⋮	⋮	⋮

P5赤枠の比率を乗算
(+100万kWは1.7倍)

× 1.7、2.1…

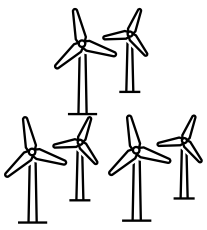
③太陽光・需要変動の調整力必要量



2021年度実績

	需要-太陽光 MW	調整力必要量	
		一次	二次①
0:00:00	3,101	-13	3
0:01:00	3,107	-9	6
0:02:00	3,143	27	8
0:03:00	3,149	35	8
0:04:00	3,137	22	10
⋮	⋮	⋮	⋮

※P5の平滑化効果は、風力を対象としているため、残余需要（需要・太陽光・風力の変動が混在）から風力の変動を抽出した後に、平滑化効果を反映させる必要があります。



	調整力必要量	
	一次	二次①
0:00:00	-9	4
0:01:00	-9	4
0:02:00	-6	5
0:03:00	2	4
0:04:00	17	3
⋮	⋮	⋮

合算

②+③

合算

	調整力必要量	
	一次	二次①
0:00:00	-23	7
0:01:00	-17	11
0:02:00	22	13
0:03:00	37	12
0:04:00	39	13
⋮	⋮	⋮

1分値を各月各ブロックで統計処理

ブロック	月											
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
1	9	9	9	8	8	8	8	9	11	11	9	8
2	8	8	8	8	8	8	8	9	10	9	8	8
3	10	10	9	8	9	9	9	9	10	9	9	9
4	10	9	7	8	8	8	8	8	10	10	10	10
5	11	11	10	9	9	10	11	12	11	10	10	10
6	9	9	8	8	8	9	9	11	12	12	11	9
7	7	7	7	6	6	6	8	9	9	9	9	9
8	9	8	9	8	8	8	8	9	10	10	9	8

②風力を導入拡大した場合（+100万kW…）

④全体の調整力必要量（各月各ブロック）

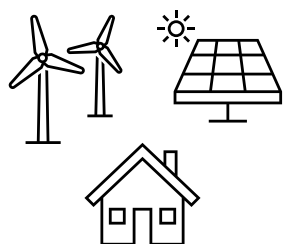
②変動抑制効果の反映

- 風力の導入拡大にともない出力制御量の増加が想定されるため、再エネ出力制御を実施した場合の調整力必要量への影響（変動抑制効果）を検討しました。
- 変動抑制効果の反映方法は以下のとおりです。

【30分内変動（一次・二次①）】

- ① GC時点で予測される火力分担負荷が、マストラン3台の最低出力を下回るコマを出力制御必要と判定。
- ② 出力制御が不要なコマは、これまでどおり、残余需要（需要・太陽光・風力の変動）に対する調整力必要量を算出。
- ③ 出力制御が必要なコマは、風力・太陽光の変動はないものと仮定※し、需要変動のみに対する調整力必要量を算出。
※実際は、出力制御が必要なコマであっても、再エネ変動が発生する場合がある。

出力制御なし

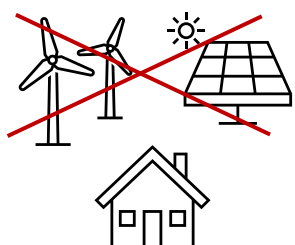


残余需要変動

調整力必要量20

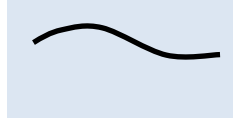


出力制御あり



需要変動のみ

調整力必要量5

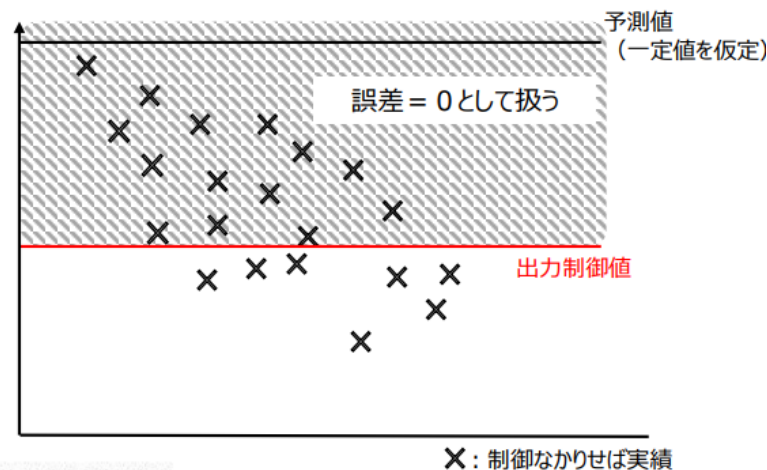


【予測誤差（三次①・二次②）】

- ① GC時点で予測される火力分担負荷が、マストラン3台の最低出力を下回るコマを出力制御が必要と判定（出力制御量は火力分担負荷がマストラン3台の最低出力を下回る量）。
- ② 出力制御が必要なコマについては、再エネ出力が出力制御値を上回る場合に再エネ予測誤差をゼロとする。

2022年4月12日
第72回調整力等委員会・資料3

【予測誤差のイメージ図】



③解列枠

- 北海道エリアには、調整力として期待できる火力発電機の並列台数が3台以下となる場合、解列を条件に連系している風力発電所が2箇所（計5万kW）あります。
- 本シミュレーションで火力の並列台数が3台以下となる時間帯に、風力に対する一次～三次①のそれぞれの必要量に係数※を乗じることにより、解列枠相当の調整力必要量を減少させています。

※+100万kWの場合の係数は約97%

（解列枠除きの風力設備量153万kW／エリア風力導入量158万kW≒97%）

2. 風力発電の接続可能量

【北海道エリアの風力発電の接続可能量】

- 北海道エリアの風力発電については、「短周期変動 調整面」、「長周期変動 調整面」から、実績データに基づく接続可能量の評価を進め、段階的に連系量を拡大してきており、現在の接続可能量は36万kW（実証試験案件を除く）、連系量は34.9万kWとなっている。
- 現状において、システムの維持、安定に必要な調整力は限界に達する状況であることから、システムに影響を与えないよう対策することで、さらなる連系拡大が可能となる。

風力発電の接続可能量

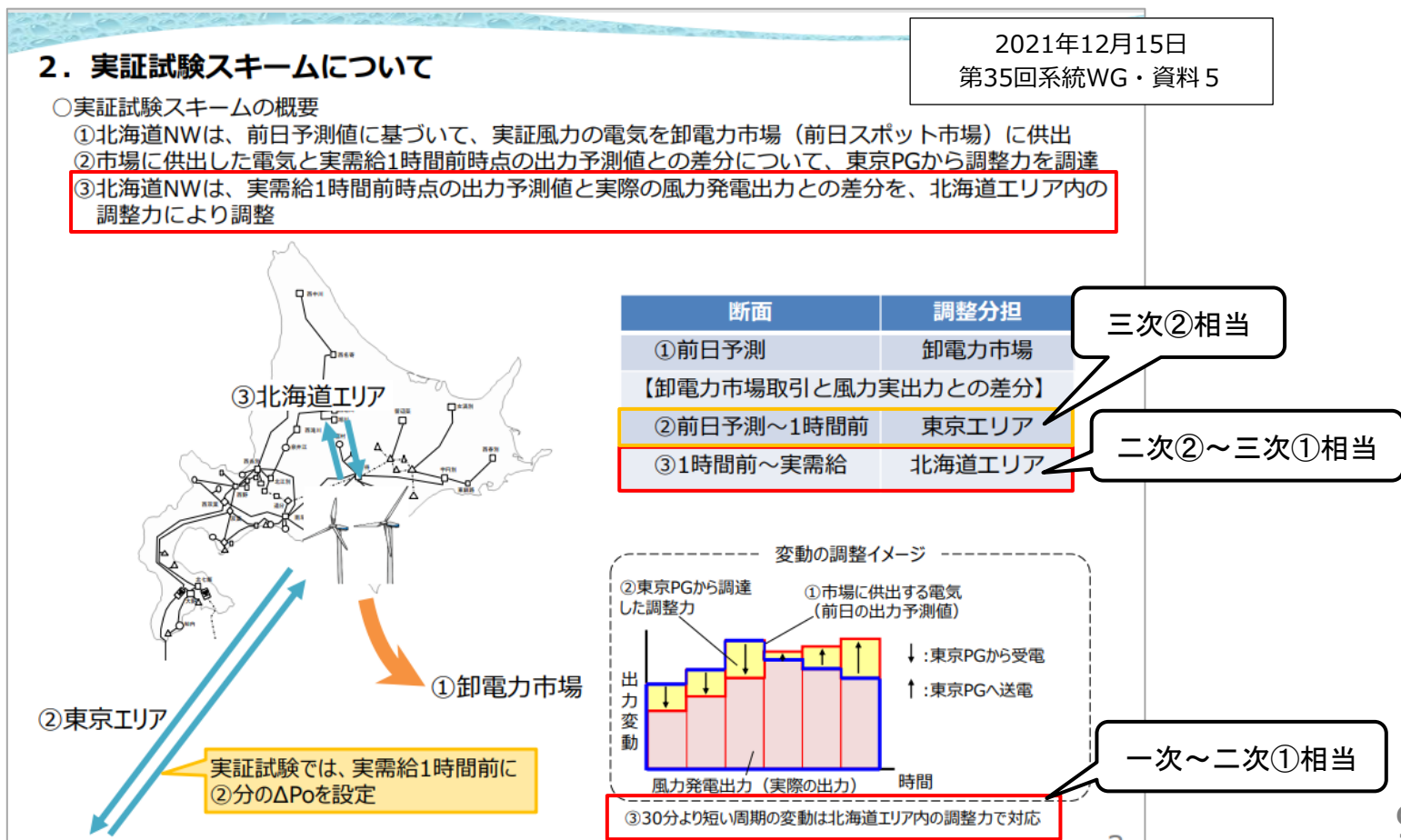
	①短周期変動 調整力面	②長周期変動 調整力面	③下げ代面
通常枠		火力3台時の調整力により対応可能な連系量【31万kW】	30日等出力制御枠【36万kW】
解列条件付	北海道の調整力で対応可能な連系量（平滑化効果込み）【56万kW】	火力4台時の調整力により対応可能な連系量【36万kW（+5万kW）】	
実証試験		北本により風力変動相当分を送電【56万kW（+20万kW）】	—

風力発電の連系量推移



(参考) 風力実証の扱い

- 風力実証は、前日予測とGC（実需給1時間前）時点での予測の差を連系線を介して東京エリアの調整力により対応するものであり、需給調整市場では三次②に相当します。
- 一方、風力実証における短周期変動（一次・二次①）およびGC時点での予測と実績の差（二次②・三次①）は、北海道エリアの調整力で対応しています。
- 以上を踏まえると、一次～三次①の調整力必要量を算定する今回のシミュレーションでは、風力実証の影響を考慮する必要はないと考えます。



精緻化項目のまとめ

- 下図のとおり、①平滑化効果, ②変動抑制効果, ③解列枠をシミュレーションに反映させます。
- 平滑化効果は発電出力の自然変動を条件に成立する効果であり、出力制御により変動が制限される変動抑制効果との両立はするものではないと考え、30分内変動（一次・二次①）については、平滑化効果と変動抑制効果を反映したそれぞれの調整力必要量を比較し、大きい方の効果（調整力必要量が少ない方）を採用しています。
- P5に記載のとおり、予測誤差（二次②・三次①）は平滑化効果の対象外であるため、変動抑制効果の結果を採用しています。

【①平滑化効果+③解列枠】

ブロック	月											
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
1	8	8	7	7	7	8	8	8	8	9	9	9
2	8	8	8	7	7	8	9	9	10	10	9	9
3	9	8	7	7	9	9	9	10	11	11	11	10
4	8	8	8	8	7	8	11	11	12	10	10	9
5	11	10	9	8	8	10	13	14	13	10	9	10
6	9	7	7	6	7	9	11	12	13	12	12	11
7	9	7	6	6	6	8	8	10	10	10	10	9
8	11	8	8	9	9	7	9	10	12	11	12	11

<一次・二次①>
月・ブロック毎に比較し
どちらか小さい方を採用

【今回の調整力必要量】

ブロック	月											
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
1	8	6	6	6	5	6	8	8	8	9	9	9
2	7	7	7	6	6	7	9	9	10	10	8	8
3	8	7	7	6	8	9	9	9	10	10	10	8
4	7	7	6	7	7	7	10	10	10	9	8	8
5	10	8	8	7	7	10	11	13	13	10	9	10
6	9	7	5	5	6	7	9	9	10	11	11	10
7	8	6	6	5	5	8	8	10	10	10	10	9
8	8	6	7	7	7	7	9	9	10	10	10	10

【②変動抑制効果+③解列枠】

ブロック	月											
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
1	8	6	6	6	5	6	9	9	9	10	9	9
2	7	7	7	6	6	7	11	11	11	10	8	8
3	8	7	7	6	8	9	9	9	10	10	10	8
4	7	7	6	7	7	7	10	10	10	9	8	8
5	10	8	8	7	7	11	11	13	13	13	10	10
6	9	7	5	5	6	7	9	9	10	11	11	10
7	8	6	6	5	5	9	9	10	10	10	10	9
8	8	6	7	7	7	7	9	9	10	10	10	10

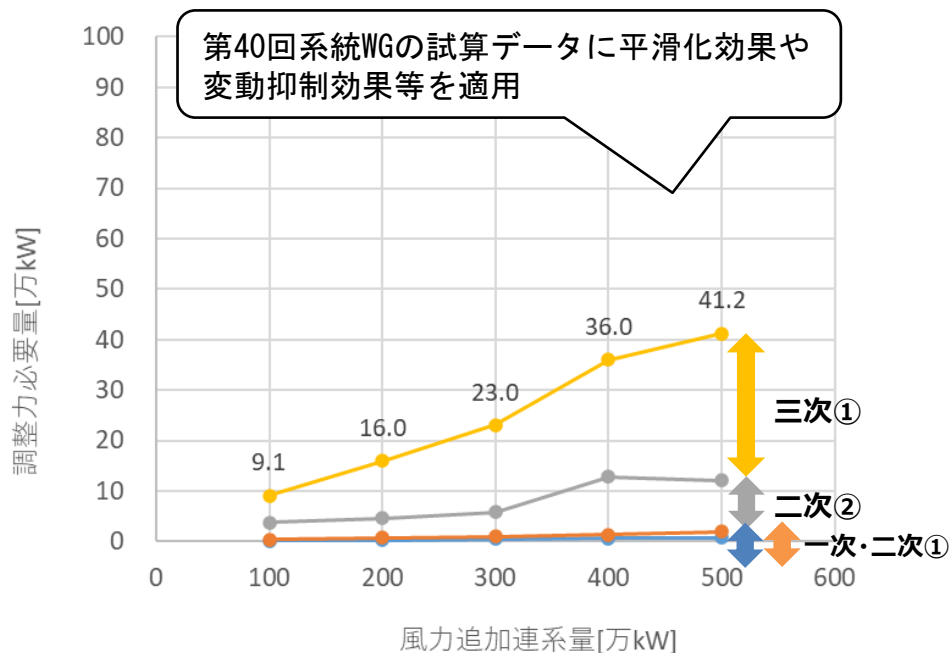
<二次②・三次①>
平滑化効果対象外のため
変動抑制効果を採用

シミュレーションBの試算結果

- 第40回系統WGの試算データにP4～8の項目を適用させた場合の試算結果は下左表のとおりです（右下表は第40回系統WGの試算結果）。

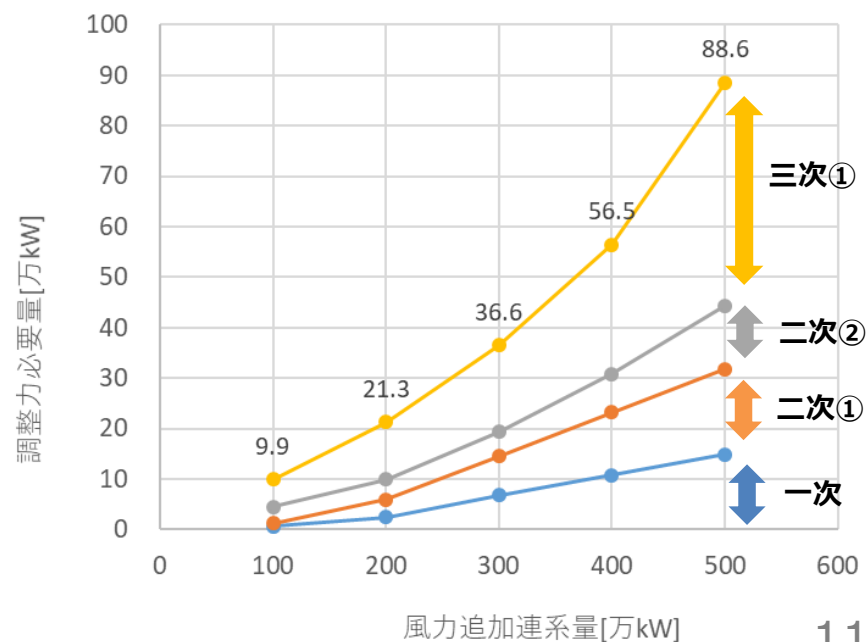
【今回試算結果】

		風力追加連系量[万kW]				
		100	200	300	400	500
追加調整力	一次	0.2	0.3	0.5	0.7	0.8
必要量 (3 σ 値) [万kW]	二次①	0.2	0.4	0.5	0.7	1.2
	二次②	3.4	4.0	4.8	11.5	10.2
	三次①	5.3	11.3	17.2	23.1	29.1
合計		9.1	16.0	23.0	36.0	41.2



【参考：第40回系統WG・試算結果】

		風力追加連系量[万kW]				
		100	200	300	400	500
追加調整力	一次	0.6	2.5	6.8	10.8	14.9
必要量 (3 σ 値) [万kW]	二次①	0.6	3.5	7.8	12.4	16.9
	二次②	3.4	4.0	4.8	7.6	12.6
	三次①	5.3	11.3	17.2	25.7	44.2
合計		9.9	21.3	36.6	56.5	88.6



【参考】+400万kW～+500万kWで二次②が増減する理由

- 二次②は前コマと現コマの誤差の差、三次①は連続的に発生する誤差を対象としています（右下図）。
- +400万kWから、需給バランス要因の出力制御（変動抑制効果）により、N～N+2コマの三次①が抑制されたものの、出力制御が発生していないN+3コマの誤差が、前コマとの差分となり二次②が増加しました（左下図）。
- また、+500万kWではN+3コマでも出力制御が発生し、+400万kWで計上された二次②に変動抑制効果が働き、二次②の必要量が減少しました。 ※左下図は、分かり易さを優先し極端な例を示したものです。対象コマや誤差量は実際の試算結果と異なります。

【二次②増減の例】

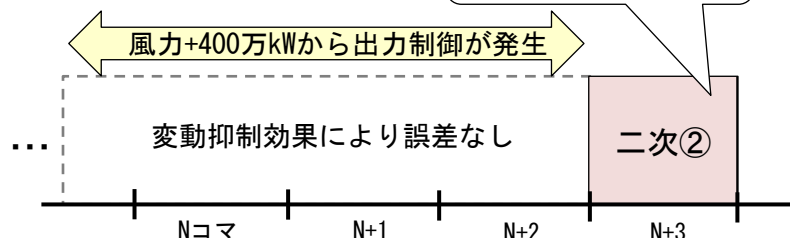
風力+300万

連続的な誤差として
三次①が必要



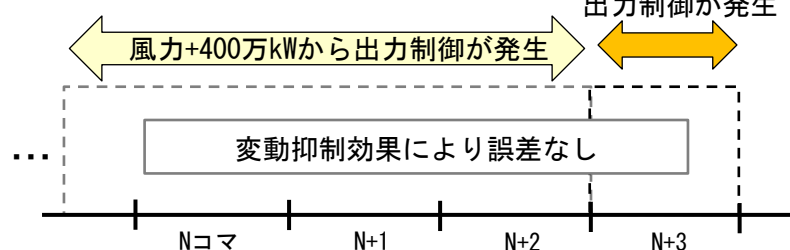
風力+400万

誤差の差分として
二次②が必要



風力+500万

風力+500万kWから
出力制御が発生



【予測誤差・二次②三次①の考え方】

2019年11月5日

第14回需給調整市場検討小委員会・資料2

平常時の変動に対する各商品区分別の必要量算定データの抽出方法

27

■ 各調整力の機能を踏まえ、以下の考え方で各商品の必要量算定データを抽出することとしてはどうか。

商品区分	イメージ図	必要量算定データの抽出方法
一次		残余需要 元データ※1 - 残余需要※1 10分周期成分※2
二次①		残余需要※1 10分周期成分※2 - 残余需要※1 30分周期成分※2
二次②		残余需要予測誤差30分平均値※3のコマ間の差
三次①		残余需要予測誤差30分平均値※3のコマ間で連続する量

※1 残余需要1～10秒計測データ

※2 応動時間（5分）に対してkWhが発生する周期（10分周期）とした。その他同様

※3 残余需要30秒計測データ30分平均値 - (BG需要計画-GC時点の再エネ予測値)

調整力必要量の評価条件

- 火力分担負荷※¹に応じた運転火力ユニットと揚水発電（可変速純揚水2台、混合揚水4台）の運用を下図のとおり想定し、需給調整市場に供出可能な調整力を試算しました。※¹ エリア需要から太陽光・風力・水力等の発電実績を差引いた火力発電が分担する負荷
- また、南早来変電所に設置している大型蓄電池※²（1.5万kW）を一次調整力に計上しています。 ※² 2019年1月まで実証試験を実施
- スライド15では、上記の供出可能な調整力とシミュレーションBの試算結果を比較し、各ブロックで調整力の過不足を評価しています。

火力分担負荷	運転火力ユニット	揚水発電		蓄電池
		可変速純揚水	混合揚水	
0～70万kW	マストラン3台（LNG・石炭・石油）	2台 ※昼間揚水・夜間発電を想定	3台 ※作業等により1台停止を想定	1.5万kW
70～93万kW	+石炭1台			
93～104万kW	+石炭1台			
104～115万kW	+石油1台			
115万kW以上	+石油1台（最大7台）			

- 前頁の結果を踏まえた、需給調整市場における各月の商品ブロック毎の調整力必要量は下図のとおりです（精緻化項目以外は、第40回系統WGと同条件で試算）。
- 精緻化項目の反映により、調整力必要量が減少しており、第40回系統WGより調整力不足と判定されているブロックが少なくなっています。

[illegible]

□ : 調整力必要量が供出可能量を上回るブロック

まとめ

- 今回、①平滑化効果、②変動抑制効果、③解列枠を反映することにより、更なるシミュレーションの精緻化を図りました。
- この結果、風力+500万kWにおける調整力必要量の増分は、精緻化前（第40回系統WG）と比較して減少しました（88.6万kW→41.2万kW）。
- 今回適用した平滑化効果が期待できるのは、これまでと同程度の規模の風力が北海道エリアに偏在することなく連系した場合が条件となります。そのため、今後導入が想定されている洋上風力等の大規模風力が一箇所に集中し連系する場合は、平滑化効果は見込めないこととなり、調整力必要量が増加します（大規模風力等を考慮する場合は、平滑化効果の検証やシミュレーションの見直しが必要）。
- 本試算の調整力必要量は、2021年度の実績のみでシミュレーションしているため、今後の実績の評価により変動の増加が認められた場合は、調整力必要量が増加することが考えられます。また、調整力供出量は、一定の前提条件や仮定を設定したうえで評価しているため、実運用においては今回の評価通りに調整力を確保できない場合があることをご了承いただきたい。
- 電力の安定供給確保に必要なセーフティーネットとして、調整力不足時に自然変動電源を出力制御するための制度設計等について引き続きご検討いただきたい。
- 今後、再エネポテンシャルが大きい北海道エリアに、風力発電等が大量に連系されることが想定されますが、自然変動電源増加に対する調整力費用が特定エリアに偏ることがないように、「再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」の「制度的な検討を要する論点の整理（2022年10月7日）」のとおり、引き続き費用負担について議論いただきたい。